


XVI ERIAC
DECIMOSEXTO ENCUENTRO
REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ

17 al 21 de mayo de 2015




C1-15

Comité de Estudio C1 - Desarrollo de Sistemas y Economía

# MODELO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO CRITÉRIOS ECONÔMICOS DE DESEMPENHO PARA A FRONTEIRA COM A REDE BÁSICA.

**J. D. A. CASCALHO***
**Universidade de Brasília**
**Brasil**

**P. E. C. FRANCO**
**Universidade de Brasília**
**Brasil**

***Resumo*** – *Este trabalho apresenta uma abordagem de modelo de planejamento que considera a futura expansão e operação das redes de subtransmissão / distribuição conjunta, que no sistema elétrico brasileiro estão sob a responsabilidade das empresas de distribuição. Eventualmente são verificados descasamentos na implantação dos investimentos de transmissão e distribuição (incluindo subtransmissão) planejados, principalmente devido a remuneração diferenciada desses ativos, o que na prática cria ineficiência para todo o sistema. Para fazer face a esta inconsistência, o modelo de planejamento sugerido é projetado para dar sinais econômicos, de modo a minimizar os custos de investimento em capacidade e de operação. O modelo é formulado como um problema de otimização linear mista e foi aplicado em sistemas normalmente utilizados na literatura para avaliar o desempenho.*

***Palavras chave:*** Expansão de rede de subtransmissão e distribuição - Companhia Distribuidora – investimentos - incentivo econômico - otimização linear inteira mista

## 1 INTRODUÇÃO

Na expansão dos sistemas elétricos de potência, tanto para o sistema de transmissão, quanto para as redes de distribuição, responsáveis pela grande parte do atendimento aos consumidores, é fundamental que o planejamento indique soluções que atendam aos crescimentos das cargas com níveis de confiabilidade adequados, preservando a modicidade tarifária. Desse modo, as definições de quando, como e qual equipamento será adicionado ou substituído são decisões fundamentais para minimizar o custo de expansão e operação do sistema [4-7].

No sistema elétrico brasileiro, os contratos de concessão estabelecem a responsabilidade à empresa distribuidora de atender aos consumidores cativos de uma determinada região, cabendo a essas o planejamento e a expansão da rede de distribuição. Por outro lado, as formas de contratação e remuneração dos ativos se dão de forma diferenciada para os sistemas a serviço da distribuição e da transmissão (denominada Rede Básica), o que em alguns casos tem ocasionado descasamento entre a expansão das redes de transmissão e distribuição, sobretudo na "fronteira" dessas redes, conhecida como subtransmissão e que, em linhas gerais, pertence à empresa distribuidora. Faz parte também da denominada fronteira os pontos de conexão com o sistema de transmissão onde pode ser requerido o aumento de capacidade a ser disponibilizada no horizonte de planejamento. Esse fato tem acarretado sobrecargas de equipamentos, aumento dos custos de operação e de investimentos e diminuição da confiabilidade no atendimento aos consumidores.

### 1.1 Receitas das Companhias Distribuidoras

Grande parte da receita das companhias distribuidoras depende das tarifas cobradas aos seus consumidores pelo uso do serviço, sendo o ajuste da receita definido pela agência reguladora por meio de três mecanismos: a revisão tarifária periódica, revisão tarifária extraordinária e o reajuste tarifário anual.

* SHCES 1109 Bl H ap 306 Cruzeiro Novo – Brasilia - DF – joaodanielcascalho@gmail.com

A revisão tarifária periódica é realizada em ciclos de 3 a 5 anos e tem como foco principal analisar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão por meio da definição da tarifa teto a ser cobrada dos consumidores para cobrir o custo de investimentos realizados, comprovadamente necessários, e os custos operacionais eficientes. Na revisão periódica também é estabelecido o índice econômico de aumento ou redução da receita baseado na eficiência da empresa através do "fator X", a ser detalhado posteriormente.

O reajuste tarifário anual tem o objetivo de compensar as perdas de receita devido à inflação e se aplica o "fator X" estabelecido no reajuste tarifário periódico.

De acordo com as normas estabelecidas em [1], o Índice de Reajuste Tarifário – IRT é definido da seguinte forma:

$$IRT = \frac{VPA + VPB \;\; * (IVI \pm X)}{RA} \quad (1)$$

Sendo:

VPA = Valor da Parcela A (não gerenciáveis). Parcela da receita de natureza puramente financeira.

VPB=Valor da Parcela B (gerenciáveis). Parcela da receita condicionada ao desempenho verificado.

IVI=Número Índice (IGP-M). Taxa de correção da inflação

X=Fator X. Pode ser positivo ou negativo. Definido a partir do atendimento de índices de confiabilidade.

RA=Receita Anual.

De acordo com as normas estabelecidas em [2], o "fator X" tem por objetivo principal influenciar de forma quantitativa o desempenho registrado pela empresa ao longo do período do ciclo tarifário. Para aplicação do "fator X" definem-se os níveis de qualidade que devem ser alcançados pela empresa e, se atingidos, há redução do Fator X. Por outro lado, caso não sejam alcançados, o Fator X sofre um aumento e o índice de ajuste cai. Este índice tem a seguinte composição:

$$FatorX = Pd + Q + T \quad (2)$$

Sendo:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição.

Q=Qualidade o serviço.

T=Trajetória de custos operacionais.

A parcela Pd corresponde a ganhos de produtividade da empresa se comparada a um referencial definido pelo regulador. A parcela T corresponde a uma estimativa definida pelo regulador relacionada com a tendência dos custos operacionais registrados de forma global com outras empresas. A parcela Q é determinada a partir dos índices de confiabilidade registrados pela distribuidora, definidos como DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e FEC – Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Estes índices são obtidos a partir das medições feitas nas unidades consumidoras e agregados de forma a obter um índice global para a empresa.

Dessa forma os índices DEC e FEC impactam na receita da distribuidora tanto por meio de multas quando os limites mínimos não são respeitados e também por estarem presentes na composição do "fator X".O modelo sugerido aqui está focado em permitir incorporar na parcela Pd um sinal econômico adequado para modificar o "fator X" de forma a corrigir inconsistências no planejamento conjunto do sistema conforme mencionado anteriormente.

## 1.2 Exemplo de caso real

Um exemplo de caso real que ilustra o problema de descasamento entre o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão e distribuição considerando as normas mencionadas anteriormente é descrito a seguir. Por meio dos estudos realizados pelo operador do sistema [3] foram identificados dois sistemas de atendimento a importantes centros de consumo, nos quais as soluções estruturais apontadas pelo planejamento setorial para atendimento às cargas definiram a necessidade da implantação de reforços na rede de subtransmissão de 138 kV. No entanto, alguns destes reforços tiveram atraso na implantação, acarretando operação ineficiente com sobrecargas em equipamentos existentes ou utilização de geração térmica local, o que aumenta os custos operacionais do sistema elétrico. Por outro lado, a leitura dos índices de confiabilidade DEC e FEC registrados para os anos de 2011 a 2013 pelo regulador mostram que as mesmas áreas que são atendidas pelos sistemas de transmissão e distribuição apresentam índices de confiabilidade pouco superiores ou até inferiores aos limites estabelecidos pela agência.

Conclui-se destes casos que não realizar alguns investimentos em reforços necessários na rede da empresa distribuidora para melhorar a eficiência do sistema, geralmente na "fronteira" entre a rede básica e distribuição, chamada de subtransmissão, podem ter pouco impacto nos índices de DEC e FEC e, portanto pouca alteração no índice de desempenho global da empresa e no "fator X".

Este fato mostra que a companhia distribuidora tem maior retorno econômico dos investimentos na região de fronteira nas revisões tarifarias feitas pelo regulador, que se dão em períodos de 3 a 5 anos. Este fato ocasiona descasamentos com a expansão da transmissão.

### 1.3 Contribuição

Deste modo, é proposto modelo de otimização que permite:

- obter ferramenta para auxiliar a tomada de decisão no planejamento da expansão da rede conjunta de subtransmissão e distribuição minimizando custos de investimento, operativos e de desempenho considerando a disponibilidade de capacidade estabelecida no planejamento do sistema de transmissão e seus possíveis ajustes.
- Compatibilizar modelos de planejamento de expansão de subtransmissão e de distribuição.
- Inserir no "fator X" um sinal econômico que leve em consideração o custo-benefício de investimentos em reforços na rede de subtransmissão pertencente à empresa distribuidora.

## 2 MODELO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO CONJUNTO

Tomando como base os modelos de expansão apresentados para a o planejamento da expansão de redes de distribuição em [4] e o planejamento de redes de transmissão apresentado em [5] é seguida uma formulação que inclui e compatibiliza estes dois modelos que minimizam tanto custos de investimento e operativos como também permite obter a redução de custos vinculados a uma operação eficiente

As redes consideradas neste trabalho para o planejamento da expansão são a rede de distribuição constituída por alimentadores operando na faixa de tensão de 13,8 kV e a rede de subtransmissão que faz fronteira com a Rede Básica e fornece energia às subestações de distribuição com tensões de 138 kV. Esta ultima é chamada aqui de fronteira por estar entre a rede de transmissão e a rede de distribuição.

### 2.1 Objetivo do Modelo de Expansão e Operação

O custo total da expansão a ser minimizado é mostrado em (3).

$$C = \sum_{t=1}^{T} inv_t + oper_t \quad (3)$$

Este custo total esta composto do valor presente do custo de investimento e o valor presente do custo operativo. A parcela correspondente ao custo de investimento inclui custos de investimento para reforço tanto na rede de distribuição e subtransmissão, como na Rede Básica de fronteira.

$$inv_t = \sum_{t=1}^{T} \delta_t \mathrm{k_i} u_{i,t} \quad (4)$$

onde,

$\delta_t$ = Fator de correção para ajustar custos ao valor presente.

$\mathrm{k_i}$ = Custo do investimento para o reforço *i* em \$.

$u_{i,t}$ = Variável binária de decisão igual a 1 se instala e igual a zero se não instala.

A parcela correspondente a custos operativos inclui custos de geração por fontes vizinhas ao sistema e custo de corte de carga.

$$oper_t = \sum_{t=1}^{T} \delta_t (\mathrm{c_j g_{j,t}} + \sum_{\mathrm{j}} \mathrm{voll_j r_{j,t}}) \quad (5)$$

onde,

$\delta_t$ = Fator de correção para ajustar custos ao valor presente.

$\mathrm{c_j}$ = Custo de geração na barra *j* em \$.

$g_{j,t}$ = Montante de geração em MW.

$\mathrm{voll_j}$ = Custo do corte de carga na barra *j* em \$.

$r_{j,t}$ = Montante de corte de carga em MW.

O corte de carga $s_{j,t}$ em uma determinada barra j consumindo $d_j$ é formulado supondo um gerador fictício na barra cujo custo é igual ao valor de perda de carga $\mathrm{voll}_j$ na barra. O nível de corte de carga está limitado e condicionado à geração do gerador fictício como mostra (6).

$0 \le s_{j,t} \le d_j$ (6)

## 2.2 Acoplamento entre Modelos de Rede de Subtransmissão e Distribuição

Para a rede de subtransmissão foi adotado um modelo de planejamento da expansão baseado no fluxo de carga linearizado que incorpora restrições disjuntivas para que as soluções propostas contemplem as leis de Kirchhoff de corrente e tensão [5]. Este modelo tem como variáveis as diferenças angulares entre fasores de tensão nas barras sendo que os módulos das tensões são fixados em 1,0 pu. Os fluxos de potência ativa são determinados pelas diferenças angulares. Por outro lado o modelo de expansão da rede de distribuição que melhor se adapta às características operativas deste tipo de rede está baseado no fluxo de correntes nos alimentadores e leva em consideração perdas e quedas de tensão. As variáveis, portanto, são fluxos de corrente [4]. Para compatibilizar os dois modelos é seguida formulação a seguir.

O ponto de interconexão entre a rede de subtransmissão e a rede de distribuição é feito através de uma subestação. A extensão do modelo de fluxo de carga linear no ponto de interconexão considera que a barra do lado de alta de i tem módulo de tensão $\mathrm{v}_i$ = 1,0 pu, a barra do lado de baixa de j tem módulo de tensão $\mathrm{v}_j$ = 1,0 pu e considera a admitância série equivalente do transformador conectando a barra i com a barra j sendo $b_{ij}$. É feita uma aproximação que considera uma estimativa média do fator de potencia, $\cos\theta_t$, da rede de distribuição alimentada pela subestação num determinado patamar de carga t. Esta estimativa é obtida com base no histórico da carga. A potência ativa $p_{i,t}$ em pu fornecida pela barra i ao transformador é:

$p_{i,t} = p_{ij,t} = b_{ij}(\theta_{i,t} - \theta_{j,t})$, ∀t (7)

Este fluxo de potência está relacionado com a sua correspondente corrente por fase $f_{ij,t}$ em pu como mostra (8).

$p_{ij,t} = v_i f_{ij,t} \cos\theta_t = f_{ij,t} \cos\theta_t$, ∀t (8)

Então,

$f_{ij,t} = \dfrac{p_{ij,t}}{\cos\theta_t} = \alpha p_{ij,t}$, ∀t (9)

onde, $\alpha = \dfrac{1}{\cos\theta_t}$ $f_{ij,t}$ é a corrente fornecida à rede de distribuição utilizada no modelo onde são considerados custos de investimentos e custos de desempenho. As leis de tensão associadas a quedas de tensão são aproximadas linearmente utilizando o modelo disjuntivo [4]. No apêndice são mostradas as restrições elétricas e de capacidade.

Dado que tanto o modelo adotado para simular a operação da rede de subtransmissão como da rede de distribuição e as restrições de acoplamento (7), (8) e (9) são lineares e constituídas por variáveis contínuas e binárias, o modelo de planejamento tem características de ser um problema de otimização do tipo "*mixed – integer linear programming problem*" (MILP), que pode ser resolvido por ferramentas de otimização disponíveis como por exemplo GAMS/CPLEX [4-5].

Partindo do conhecimento de alguns parâmetros de entrada para o horizonte de interesse de análise como previsões de carga futuras e alternativas candidatas possíveis de serem implementadas e limites de capacidade de equipamentos, o modelo proposto avalia o custo-benefício de investimentos em novas configurações, com adição de novos equipamentos ou estabelecimento de novos pontos de suprimento.

# 3 METODOLOGIA DE CÁLCULO DO INCENTIVO

O modelo proposto permite introduzir uma parcela adicional na definição atual do "fator X" seguindo a metodologia descrita a seguir. Seja $C_0$ o valor do custo mínimo total obtido em (3) sem incluir

no modelo potenciais candidatos a ampliação na conexão com a Rede de Básica e seja $C_1$ o valor do custo mínimo total obtido em (3) considerando no modelo a possível instalação de potenciais candidatos a ampliação. É definido o custo de oportunidade $C_{op}$ como definido em (10) a ser pago por não permitir ao sistema economizar devido à falta de instalação de capacidade adequada no momento requerido. Este custo é adicionado à parcela Q do "fator X" em (2) .

$$C_{op} = \beta(C_0 - C_1) \quad (10)$$

onde, $\beta$ é um parâmetro calibrado pelo regulador relacionado com o registro do histórico da operação de forma a ser coerente com outras parcelas de custo envolvidas. Observe que na medida em que este custo for evitado, o descasamento entre capacidade disponibilizada pelo planejamento de expansão da transmissão e a disponibilizada pelo planejamento da expansão da distribuição é reduzido.

# 4 ESTUDO DE CASO

## 4.1 Dados de entrada

O caso simulado foi baseado nos sistemas de transmissão e distribuição utilizados em [4] e [7]. A rede de subtransmissão foi modificada do sistema de 6 barras e 8 ramos utilizada em [7]. A rede de distribuição consiste em trecho da rede apresentada em [4], contendo 8 barras, sendo 4 com carga e 9 ramos e sem geração distribuída.

Para representar a Rede Básica de Fronteira, foi adicionada uma subestação à uma barra de geração do sistema de subtransmissão e para representar a subestação de acoplamento entre a subtransmissão e a distribuição foi adicionada uma subestação entre uma barra de carga da subtransmissão e uma subestação de distribuição. A rede de subtransmissão é de 138 kV, o transformador da Rede Básica é 230/138 kV, o transformador de acoplamento é 138/13,8 kV e a rede de distribuição é de 13.8 kV, na base 100 MVA.

Deste modo, sistema simulado contém 15 barras, 19 ramos e 56 alternativas candidatas de implantação. As configurações das redes e os dados são apresentados nas tabelas a seguir, onde st referem-se às barras da rede de subtransmissão, rb da Rede Básica e d são as barras da distribuição:

TABELA I. DADOS POR CIRCUITOS DA REDE DE SUBTRANSMISSÃO

| De-para | Numero de circuitos existentes | Numero de circuitos candidatos | Reatância (pu) | Capacidade de Potência (MW) | Custo de implantação ($10^3$\$) |
|---|---|---|---|---|---|
| **st1-st2** | 1 | 2 | 0,4 | 10 | 4 |
| **st1-st4** | 1 | 2 | 0,6 | 8 | 6 |
| **st1-st5** | 1 | 2 | 0,2 | 10 | 2 |
| **st2-st3** | 1 | 2 | 0,2 | 10 | 2 |
| **st2-st4** | 1 | 2 | 0,4 | 10 | 4 |
| **st2-st6** | 0 | 4 | 0,3 | 10 | 3 |
| **st3-st5** | 1 | 2 | 0,2 | 10 | 2 |
| **st4-st6** | 0 | 2 | 0,3 | 10 | 3 |

TABELA II. DADOS POR CIRCUITOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

| De-para | Numero de circuitos existentes | Numero de circuitos candidatos | impedância (Ω) | Capacidade de corrente (A) | Custo de implantação ($10^3$\$) |
|---|---|---|---|---|---|
| **d17-d5** | 1 | 4 | 1 | 250 | 0,09 |
| **d5-d1** | 1 | 2 | 1 | 250 | 0,09 |
| **d1-d2** | 1 | 2 | 1 | 250 | 0,09 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **d2-d3** | 1 | 2 | 1 | 250 | 0,09 |
| **d3-d4** | 1 | 2 | 1 | 250 | 0,09 |
| **d4-d8** | 0 | 2 | 1 | 250 | 0,09 |
| **d5-d6** | 1 | 2 | 1 | 250 | 0,09 |
| **d6-d7** | 0 | 2 | 1 | 250 | 0,094 |
| **d7-d8** | 0 | 2 | 1 | 250 | 0,096 |

TABELA III. DADOS DOS TRANSFORMADORES DA REDE BÁSICA PARA SUBTRANSMISSÃO

| De-para | Numero de transformadores existentes | Numero de transformadores candidatos | reatância (%) | potência máxima (MW) | Custo de implantação ($10^3$\$) |
|---|---|---|---|---|---|
| **rb1-st3** | 1 | 2 | 5 | 20 | 6 |

TABELA IV. DADOS DOS TRANSFORMADORES DE ACOPLAMENTO SUBTRANSMISSÃO PARA DISTRIBUIÇÃO

| De-para | Numero de transformadores existentes | Numero de transformadores candidatos | reatância (%) | potência máxima (MW) | Custo de implantação ($10^3$\$) |
|---|---|---|---|---|---|
| **st2-d17** | 1 | 2 | 5 | 12 | 0,6 |

TABELA V. DADOS DAS BARRAS

| Barras de transmissão e subtransmissão | Capacidade de Geração (MW) | Carga (MW) | Barra de distribuição | Capacidade de geração (MW) | Carga (A) |
|---|---|---|---|---|---|
| **rb1** | 16,5 | 0 | d17 | | 0 |
| **st1** | 5 | 8 | d1 | | 218,28 |
| **st2** | 0 | 0 | d2 | | 0 |
| **st3** | 0 | 4 | d3 | | 0 |
| **st4** | 0 | 16 | d4 | | 218,28 |
| **st5** | 0 | 24 | d5 | | 218,28 |
| **st6** | 54,5 | 0 | d6 | | 218,28 |
| | | | d7 | | 0 |
| | | | d8 | 4,8 | 218,28 |

Os limites das tensões nos nós são de 0,95 pu a 1,05 pu, sendo o fator de potência médio utilizado para o acoplamento é de 0,92 [9]. O custo de geração é de 42 $/MW, para as barras da rede básica e subtransmissão e 420 $/MW para a geração na distribuição. O custo do corte de carga é de 420x10³ $/MW.

4.2 Resultados

Foi simulada a configuração de mínimo custo total de investimento e operação e posteriormente foram consideradas restrições na expansão dos ramos da subtransmissão. O caso A refere-se à solução ótima de mínimo custo. Como resultado, foram adicionados 3 circuitos no ramo st2-st6, 1 circuito no ramo st3-st5 e 2 circuitos no ramo st4-st6, além de acréscimo na rede de distribuição e do custo de geração.

O caso B refere-se à configuração com restrição de 1 circuito no ramo entre as barras st2 e st6. O caso C considera a restrição de 1 circuito no ramo entre as barras st4 e st6 e o caso D considera a restrição de 1 circuito entre as barras st3 e st5. Para abordar a restrição conjunta de 2 circuitos por corredor, foram

simulados os casos E, que aborda a restrição entre as barras st2 e st6 e o caso F, que trata da restrição dupla entre as barras st4 e st6. Quando houve limitação no número de circuitos candidatos na subtransmissão, comparado com o caso de mínimo custo, foi verificado acréscimo no custo de investimento e operação, mas sem cortes de carga.

Desse modo, foram obtidos os seguintes resultados:

TABELA VI. SOLUÇÕES ENCONTRADAS

| **Casos** | **Alternativa** | **Número total de equipamentos adicionados** | **Custo Associado ($10^3$$)** | **Número de circuitos da subtransmissão adicionados** | **Numero de transformadores da Rede Básica adicionados** |
|---|---|---|---|---|---|
| **Caso A** | **Mínimo custo** | 18 | 22,429 | 6 | 0 |
| **Caso B** | **Restrição de 1 circuito no ramo st2-st6** | 19 | 22,513 | 6 | 0 |
| **Caso C** | **Restrição de 1 circuito no ramo st4 – st6** | 19 | 28,170 | 6 | 1 |
| **Caso D** | **Restrição de 1 circuito no ramo st3 – st5** | 21 | 52,211 | 13 | 0 |
| **Caso E** | **Restrição de 2 circuitos no ramo st2 – st6** | 18 | 25,084 | 5 | 1 |
| **Caso F** | **Restrição de 2 circuitos no ramo st4 – st6** | 21 | 30,36 | 6 | 1 |

O modelo permite, então, calcular o impacto do atraso ou não implantação de cada obra de subtransmissão. No caso simulado, a alternativa mais barata é a entrada em operação de todas as obras de subtransmissão, representando o custo mínimo, e o maior custo caso é a restrição de 1 circuito no ramo st3-st5. Os casos também sinalizam que o aumento de custo pode não estar associado a cortes de carga, representando que alguns atrasos não impactam diretamente nos índices DEC e FEC.

Para os casos em que houve aumento do custo associado, mas sem aumento de capacidade na Rede Básica e sem corte de carga, o impacto financeiro do atraso da obra é assumido pela distribuidora. No entanto, quando há o aumento de capacidade na Rede Básica devido à restrição de implantação da obra de subtransmissão, o investimento no transformador adicional não é assumido pela distribuidora.

Desse modo, verifica-se que para os casos C, E e F faz-se necessário incorporar a parcela adicional do “fator X”. O custo de oportunidade $C_{op}$ para o caso C é de 5,741x10³$, representando 26% de custo adicional que está sendo remunerado pela Rede Básica.

Pela regulação apresentada em [2], a componente Q do “fator X” varia de +1% para os casos mais críticos para -1% para os desempenhos satisfatórios. Para um caso hipotético do custo de oportunidade $C_{op}$ representar 0,1% da receita da distribuidora, propõe-se que o parâmetro $\beta$ seja 0,05% e a nova parcela Q seja ajustada pra Q-0,05%, caso as obras de subtransmissão sejam implantadas sem atraso. Critério semelhante pode ser utilizado caso se queira considerar a restrição de dois ou mais circuitos.

Destaca-se que parâmetro $\beta$ é melhor ajustado quanto melhor for a base de dados verificada pelo regulador.

## 5 CONCLUSÕES

O planejamento e expansão dos sistemas de distribuição de sistemas elétricos devem considerar os mínimos custos globais para o atendimento do crescimento da carga com níveis de confiabilidade adequados.

A incorporação de incentivo econômico no reajuste tarifário da distribuidora que incentive a execução das obras da chamada “fronteira” da Rede de Distribuição com a Rede Básica pode ampliar a confiabilidade do sistema e reduzir os custos globais de planejamento e operação.

Com isso, os resultados apresentados mostram que a ferramenta de planejamento da expansão do sistema de distribuição proposta neste trabalho permite a simulação conjunta da rede de transmissão com a

rede de distribuição e incorporar os ganhos econômicos obtidos com o reforço na fronteira entre essas duas redes.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS


[1] ANEEL - Procedimentos de Regulação tarifária – Proret – Submódulo 2.1 – Procedimentos Gerais.
[2] ANEEL - Procedimentos de Regulação tarifária – Proret – Submódulo 2.5 – Fator X.
[3] ONS – RE 047/2010 – Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2011 A 2013.
[4] Haffner, Sérgio, Pereira, Luís F. A., Pereira, Luís A., Barreto, Lucio S. – *Multistage Model for distribution expansion Planning with Distributed Generation – Part I e Part II*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol 23, nº 2, abril, 2008.
[5] Rahmani, Mohsen, Romero, Rubén, Rider, Marcos J., *Strategies to Reduce the Number of Variables and the Combinatorial Search Space of Multistage Transmission Expansion Planning Problem*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol 28, nº 3, agosto, 2013.
[6] Lotero, Roberto C e Contreras Javier, *Distribution System Planning with Reliability*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol 26, nº 4, outubro, 2011.
[7] Romero, Rubén, A. Monticelli, A. Garcia, S. Haffner, Test systems and mathematical model for transmission network expansión planning, IEEE Procediments. Generation Transmition Distribution, Vol. 149, nº 1, janeiro 2002
[8] ANEEL - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica.


## APENDICE

**Modelo de fluxo de potência linear para a subtransmissão e para a Rede Básica**

Lei de Kirchhoff para as potências

$$-\sum_{ik\in rb,st}(p_{ik}^{0} + \sum_{CA\in\Psi_{ik}^{CA}} p_{ik}^{CA}) + \sum_{kj\in rb,st}(p_{kj}^{0} + \sum_{CA\in\Psi_{kj}^{CA}} p_{kj}^{CA}) = d_k - g_k$$

Lei de Ohm para os circuitos existentes

$$p_{km}^{0} = -b_{km} n_{km}^{0} (\theta_k - \theta_m), \forall \text{ km} \in \Psi_{km}.$$

Lei de Ohm para os circuitos adicionados, considerando o método disjuntivo

$$-M(1-x_{km}^{CA}) \le \frac{p_{km}^{CA}}{b_{km}} + (\theta_k - \theta_m) \le M(1-x_{km}^{CA}), \forall \text{ km} \in rb, st, \forall \text{ CA} \in \{1,\dots, n_{max,km}^{CA}\}$$

**Modelo para a distribuição**

Lei de Kirchhoff das correntes

$$\boldsymbol{S}_F \boldsymbol{f}_F + \boldsymbol{S}_{CA} \boldsymbol{f}_A + \boldsymbol{g} + \boldsymbol{r} = \boldsymbol{d}$$

Lei de Kirchhoff das tensões para os corredores existentes

$$v_k - v_m = re_{km}^{0} * f_{km}^{0}$$

Lei de Kirchhoff das tensões para os circuitos adicionados, considerando o método disjuntivo

$$-M(1-x_{km}^{CA}) \le ( Z_{km}^{CA} f_{km}^{CA} + [\boldsymbol{S}_A]_{rowi}^{T} \boldsymbol{V} ) \le M(1-x_{km}^{CA}) \{\forall\, km \in \Psi_{km}^{CA}\}$$

onde:

$\Psi_{km}$, $\Psi_{km}^{CA}$ = Corredor *km* existente e o circuito adicionado *CA* no corredor.

$x_{km}^{CA}$ = variável binária para a instalação da alternativa *CA* no ramo *km*.

$f_{km}^{CA}$, $p_{km}^{CA}$ = Corrente e potência, respectivamente, no circuito *CA* adicionado no corredor *km*.

$f_{km}^{0}$, $p_{km}^{0}$ = Corrente e potência, respectivamente, no corredor *km* existente.